



## MODELO DE LICITAÇÕES DE BLOCOS: EVOLUÇÃO, DESAFIOS E ALTERNATIVAS.

Renato S.B Araújo<sup>1</sup>, Elton Fernandes<sup>2</sup>, Paulo S.R. Alonso<sup>3</sup>

### Copyright 2008, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008, realizada no período de 15 a 18 de setembro de 2008, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008.

---

### Resumo:

Neste artigo apresentam-se os resultados de uma pesquisa, que dentre outras temáticas aborda o modelo de licitação adotado pela Agência Nacional do Petróleo Gás e Biocombustíveis - ANP no Brasil. Faz-se uma análise e discussão da evolução deste considerando tendências, oportunidades e desafios colocados no cenário dos negócios de exploração e produção de hidrocarbonetos no país. Adicionalmente examinam-se questões como a competição nas rodadas de licitação e a reconfiguração do segmento *upstream*. O estudo fundamenta-se na metodologia de estudo de casos comparados, valendo-se das ferramentas de análise de concentração, nos altos bônus pagos nas rodadas e nas mudanças ocorridas no modelo licitatório do país comparado ao adotado na OCS-GOM-EUA. Os resultados do estudo apontam que o modelo de concessão da ANP produziu: grau de concentração empresarial de moderado a alto, balanceamento da relação reservas/ produção e fortalecimento da capacidade competitiva da Petrobras e considerável inserção de novos operadores na cadeia produtiva, ainda que fatores políticos, econômicos, sociais e tecnológicos tenham afetado significativamente o desempenho das rodadas. Diante do novo cenário de preços internacionais, descobertas de grandes reservas e questões geopolíticas as conclusões indicam necessidade de se considerar possibilidades de flexibilização do modelo e apontam-se alternativas.

### Abstract

This paper presents results of a survey, that among other subject matter approaches the model of farewell adopted by the National Agency of Oil Gas and Biofuels - ANP in Brazil. It is an analysis and discussion of evolution of the scenario of exploration and production of hydrocarbons in this country. In addition, it analyzes issues such as competition about farewell rounds and the reconfiguration of the upstream segment. The study is based on the methodology of the study-compared cases with focus in Brazilian and OCS-GOM-EUA auction models. The results of the study suggest that the model of granting the ANP produced: degree of concentration of business moderate to high, balancing of the reserves / production and strengthen the competitive capacity of Petrobras and considerable insertion of new entrants in the production chain, while political factors, Economic, social and technological developments have significantly affected the performance of rounds. Facing the new scenario of international prices, discoveries of large reserves and geopolitical issues the findings point to the need to consider possible exemptions to the model and suggests alternatives.

## 1. Introdução

Nos últimos dez anos o segmento de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil saiu de uma condição de quase meio século de monopólio estatal exercido pela Petrobras para a de mercado regulado. As mudanças ocorridas no *upstream* se revestem de superior relevância em função de ter exercido a primazia dos vários desdobramentos da legislação, já manifestados através das nove rodadas de licitações de áreas (blocos) para concessão a 63 novos grupos econômicos entrantes no mercado local.

1 Dr. Engenheiro Civil- CEFET-RN / TGL-COPPE-UFRJ/

2 Ph.D, Arquiteto – TGL-COPPE-UFRJ

3 Dr. Engenheiro Eletrônico – Petrobras S. A. – SERMAT

O modelo de licitação de áreas para E&P no Brasil, vem evoluindo ao longo do período em tela, não sem enfrentar barreiras que comprometam seu desempenho. Associado a isto a descoberta de campos gigantes em blocos localizados em área de novas fronteiras e em maiores profundidades, a entrada em operação de poços em campos contíguos e dificuldades fiscais e tributárias de produção em áreas marginais em conjunto sinalizam para oportunidades de aperfeiçoamento ou mesmo desmembramento do modelo.

Na primeira parte do artigo apresenta-se uma revisão teórico-conceitual do suporte aos modelos de concessão regulada. Na segunda parte apresenta-se a evolução dos modelos de concessão nos EUA e em alguns países da América Latina, da partilha de produção ao regime de concessão regulada. Em seguida, apresenta-se uma comparação dos resultados das oito rodadas realizadas no país, enfatizando as bacias onde estão localizadas as maiores reservas e onde ocorreram as grandes descobertas de óleo e gás, no período pós-abertura do *upstream*, com os da OCS-GOM-EUA apontando semelhanças e diferenças na concentração de mercado e nível de interesse via oferta de bônus. Nas considerações finais discute-se o desempenho do modelo de concessão à luz do marco regulatório, desempenho das rodadas no país e na OCS-GOM-EUA, da dinâmica do preço internacional do petróleo e das reservas apropriadas no período. Faz-se também uma análise das possibilidades de flexibilização do modelo e dos riscos associados a mudanças estruturais na organização da indústria.

## 2. Fundamentos dos modelos de concessão vigente no E&P no mundo e Brasil

Dentre os fundamentos dos modelos de concessões de áreas para exploração e produção de petróleo e gás destacam-se a teoria dos mercados contestáveis e a teoria dos leilões (*auction theory*) e a concentração industrial.

Na visão de Spulber (1989), a regulação pode ser entendida uma ação de intervenção de comissões e/ou agências reguladoras, que têm o papel de definir regulamentos e atos. O mercado por sua vez, pode ser diretamente afetado, por atos da regulação que promovem mudanças institucionais, alterações de preços, produção, qualidade etc; ou de forma indireta por meio da criação de restrições sobre as condutas dos agentes que atuam no mercado.

No caso do segmento de exploração em produção de petróleo e gás no Brasil um dos atos centrais da regulação é o modelo de licitação adotado. Por sua vez o modelo de licitação tem por base os fundamentos dos modelos de regulação sintetizados em Stigler (1971), Peltzman (1976) e Becker (1983).

A teoria dos leilões serve de suporte a operacionalização do processo licitatório no país. Os leilões estão entre as modalidades mais antigas e robustas para mudança plena ou temporária do direito de explorar ou de usufruir um bem. A utilização de leilões como mecanismo de venda e de estímulo à competição possui registros históricos bastante antigos, MILGROM & WEBER (1982). Mais recentemente diversos autores destacam um interesse sem precedentes a respeito dos leilões tanto na perspectiva teórica quanto prática, FURTADO (2004).

Existem vários mecanismos de concessão, que podem ser condensados em não competitivos e competitivos. Dentre os não competitivos destacam-se o de concessão não competitivo por ordem de preferência, o de concessão arbitrária onde o agente concede o direito exploratório de uma área, escolhendo a empresa que irá deter o direito sem um procedimento estipulado previamente e o processo administrativo, no qual empresas recebem convite para participar de negociações com o órgão regulador. O regime dos contratos de partilha podem ser considerados deste tipo, onde as operadoras concessionárias fazem a exploração e o petróleo extraído pertence à União. Neste caso, a empresa contratada é remunerada em óleo ou em dinheiro a partir do que está previsto no contrato e são supervisionadas por uma empresa operadora estatal ou organização estatal especializada que administra e comercializa o petróleo e o gás que recebe em nome do Estado. O regime de partilha da produção não consta na Lei do Petróleo - Lei nº 9478, de 06 de agosto de 1997, pela qual a União pode interferir na exploração e é detentora do petróleo extraído. Semelhantemente ao contrato de partilha

Os competitivos, segundo Mead (1994), embora mais transparente possui algumas deficiências. As distorções nos investimentos pode ser uma delas. Destaca-se entre os competitivos: o sequencial e selado e o selado e simultâneo. O primeiro é o vigente no Brasil. Desde a abertura do segmento até o momento já foram realizadas nove rodadas de licitações e o posicionamento das empresas e a concentração ou pulverização do mercado, são resultados dos *rounds*, materializados na concessão de áreas para exploração e produção. No regime de concessão, em vigor atualmente no Brasil, a concessionária adquire o direito de explorar um bloco e remunera o Estado com *royalties* ou participação especial, que nos campos de alta produção pode chegar até 40%. Atualmente, a legislação relacionada ao tema prevê apenas o regime de contrato de concessão entre o governo e as empresas que atuam no setor. O contrato de partilha é usado em países que possuem grandes reservas de petróleo.

As questões relativas à concentração industrial dizem respeito a diversos parâmetros que podem ser utilizados para calcular e analisar a concentração em um mercado ou na indústria, os mais evidentes são: o número de firmas (N) e as participações sobre o total de cada uma delas(s), BIKKER E HAAF (2000) e KUPFER (2002).

### 3. Evolução dos contratos de concessão no Oriente Médio, EUA e na América Latina

A forma como funciona o regime de concessões de áreas para E&P da indústria do petróleo e gás atual, tem seus fundamentos no período anterior à criação da Organização dos Países Produtores de Petróleo - OPEP em 1962. De acordo com Marinho (1989) e Yergin (1992) a primeira fase de formação da indústria compreende o surgimento, ou os fundadores e vai até a criação da OPEP (1854-1962). Em etapas distintas, os autores identificam eventos como a internacionalização e situações pós-guerras que promoveram profundas transformações nas estruturas do mercado e na forma de atuação das empresas.

A origem dos contratos de concessão de áreas para exploração de petróleo celebrou-se em 1872, entre o Xá da Pérsia e o Barão inglês Julius de Reuter. Em 1901, um contrato mais elaborado, também na Pérsia incluía: a concessão de direitos exclusivos para exploração por 60 anos; pagamento de 20 mil libras à vista; 20 mil libras em ações da empresa, 16% dos lucros líquidos anuais em favor da Pérsia e a cláusula de renúncia. Estes elementos tornaram-se referência para os contratos de concessão posteriores e para a organização da indústria na fase inicial da internacionalização. A partir do referido contrato de concessões as empresas passaram a se organizar de forma associativa compartilhando as concessões reduzindo assim os altos riscos da fase exploratória. Outra consequência do modelo foi a figura das empresas concessionárias de E&P, reunindo em torno destas stakeholders diversos. Esta característica está no cerne da organização das supermajors do setor petróleo e gás.

Nos EUA, a indústria origina-se em 1854, com a criação de empresas voltadas à perfuração de poços e a produção e abastecimento de querosene nos EUA iniciando assim o mercado. Na segunda etapa, prevalece a internacionalização com surgimento das grandes companhias da Europa e por fim a formação de um cartel e finalmente a marcante estratégia de integração vertical que influencia a indústria até os dias de hoje. A região OCS-GOM é a de mais extenso histórico no tocante a licitações de blocos para exploração de petróleo e gás no mundo. Desde 1954 ocorrem na região em tela, leilões para concessão de áreas a empresas interessadas em participar do segmento *upstream* da porção Americana do Golfo do México.

A indústria do petróleo na América Latina vem passando por transformações consideráveis nos últimos vinte anos. Em especial no Brasil, Venezuela, Argentina e Colômbia. A década de noventa caracterizou-se pela redução da presença do Estado na cadeia produtiva do setor, mas em alguns casos manteve-se a empresa pública como operadora. Nestes casos os governos valeram-se de métodos e critérios gerenciais e comerciais na condução das operações destas empresas e também a inserção de métodos de regulação orientados para o mercado, como as concessões a agentes privados.

Na indústria do petróleo há dois tipos predominantes de sistemas pelos quais os governos negociam com as empresas seus respectivos interesses no tocante a exploração e produção: o contratual (de partilha ou de prestação de serviços) e o de concessões. As principais diferenças entre estes, diz respeito a como se dá o tratamento da propriedade dos recursos minerais produzidos e nas formas de partilha do lucro e dos resultados.

No sistema contratual o governo é o detentor da propriedade do óleo e gás e o contrato são do tipo: PSC - *Production Sharing Contract* ou *Service Contract* e RSB - *Risk-Bearing Service*. O primeiro se caracteriza pelo recebimento por parte das operadoras de uma parcela da produção ou retorno das vendas de óleo e gás de acordo com os termos de um contrato. No tipo RSB o contratante se responsabiliza pelas despesas e custos e direção de todas as operações. Este tipo de contrato se assemelha ao que foi desenvolvido pela Petrobras e se chamava: *Service Contract with Risk Clause*, este modelo antecedeu ao atual sistema de concessões. O modelo de contrato de riscos tem como premissa assegurar ao Estado a propriedade integral, controle, exploração e produção das reservas de óleo ou gás. A experiência da Petrobras com este tipo de contrato encerrou-se em 1988 e produziu resultados pouco significativos.

Passados mais de 150 anos da criação da Standard Oil a evolução dos regimes de contratos para as atividades de exploração e produção de óleo e gás produziu quatro tipos básicos: Concessões, Partilha de Produção, Serviços e Misto. Nos EUA e nos demais países da América predomina o regime de contratos de concessão. Na América Latina os movimentos de privatização e nacionalização ocorreram em maior ou menor escala nos países e a intensidade da regulação também oscilou em função dos governos que se sucederam nos últimos vinte anos; apesar disto predomina na região o regime de concessão e em apenas três países com pouca expressão na produção de óleo e gás ocorre o regime de partilha de produção, como pode ser visto na Figura 01.

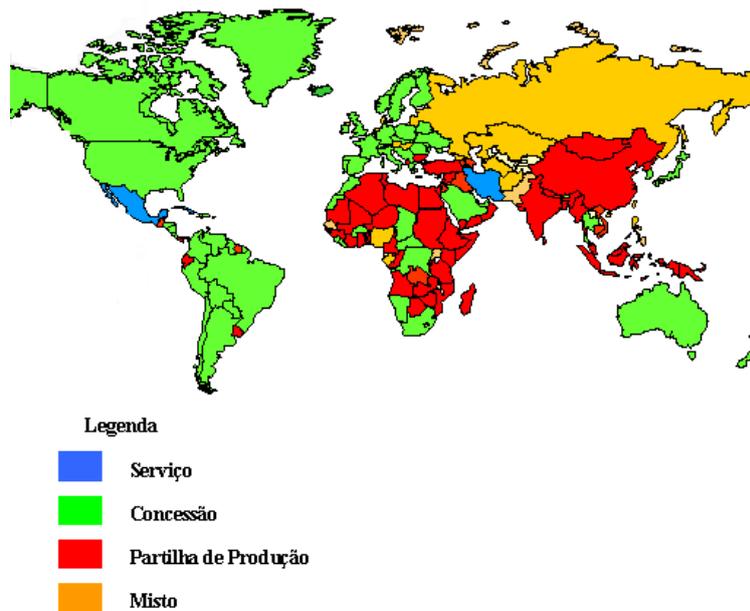


Figura 1. Distribuição dos tipos de contratos de exploração de petróleo e gás no mundo - Fonte IBP,2008

A tipologia partilha de produção predomina no sudeste asiático e na África. O Iraque, Omã, Emirados Árabes e Yemen no oriente médio também adotam este sistema.

O regime misto predomina na Rússia e algumas ex-repúblicas soviéticas, Afeganistão, Paquistão, Filipinas, Nigéria, Senegal, dentre outros países com produção inexpressiva até o momento. O regime de contrato de serviços é utilizado por três grandes produtores exportadores: México, Irã e Kuwait.

Predominam os sistemas de concessão e partilha de produção na grande maioria dos países, mas importantes produtores como Rússia, Irã, México e Nigéria adotam modelos de contrato de serviços e misto, o que sinaliza alternativas para outros países com projeções de crescimento da produção de óleo e gás para a exportação. Independente da tipologia de contrato adotada pelos países algumas premissas são fundamentais para a maior ou menor a atividade da indústria: O respeito ou não aos contratos e o ritmo e volume de descobertas de acumulações. O modelo adotado no Brasil espelha-se em práticas que vem sendo empregadas no mar do norte e nos EUA, neste a regulamentação com as experiências acumuladas por 54 anos. A comparação de algumas das características mais relevantes dos dois modelos é apresentada a seguir.

#### **4. Desempenho comparado dos modelos da OCS-GOM e Brasileiro a partir da perspectiva das rodadas de licitações**

Do ponto de vista de estratégia setorial, verifica-se que a ação governamental vem realizando ajustes no arcabouço institucional e regulatório ocasionando a introdução de pressões competitivas no mercado e alterando os resultados econômicos do setor que superam a realidade anterior a abertura, seja do ponto de vista do investimento em exploração, resultados na produção, incorporação de novas reservas, etc. Nessa perspectiva, o novo modo de organização da indústria, começa a atender a três objetivos gerais associados com as dimensões da eficiência econômica: produtiva, alocativa e distributiva. A primeira, de cunho setorial consiste na redução dos custos nos vários segmentos de atividades da indústria interna de petróleo e de gás natural (Exploração/ Desenvolvimento/ Produção, Refino, Transporte, Distribuição e Revenda).

A segunda diz respeito a estimular o nível de investimentos na indústria do petróleo, a partir da redução das barreiras institucionais e o conseqüente incremento da participação de novos operadores no upstream e no

downstream. Enfim, a terceira dimensão perseguida reside no aumento substancial do fluxo de receitas fiscais, em decorrência do alargamento das bases tributárias com a entrada dos novos operadores e o aumento da produção nacional.

São analisados e discutidos o grau de concentração e da concorrência nas principais bacias sedimentares brasileiras, o comparativo entre o grau de concorrência nos leilões as mudanças nas regras, um quadro comparativo dos desafios que estão postos após dez anos do novo regime e a discussão dos riscos associados às licitações para concessão de áreas exploratórias com base na opinião de 15 gestores do E&P do setor.

Todas as considerações relacionadas às rodadas devem considerar três fatores fundamentais: preço internacional do petróleo, reservas e produção no país. Na Figura 2 apresenta-se uma visão comparada da evolução das três variáveis ao longo dos últimos dez anos.

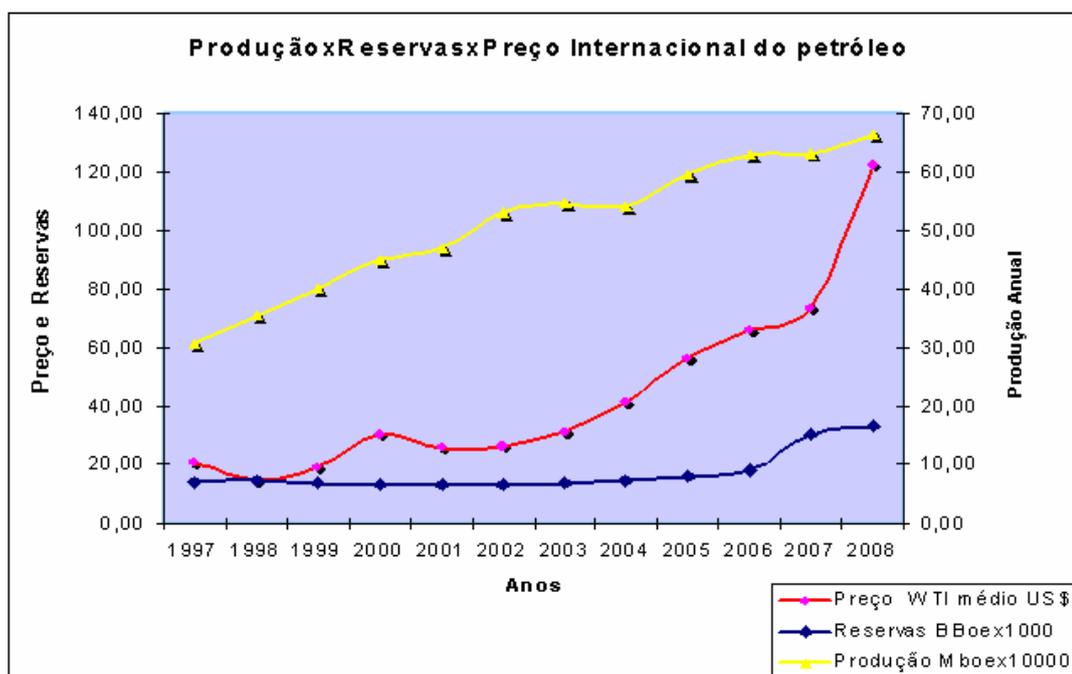


Figura 2. Produção e Reservas Brasil x Preço WTI em US\$ - Fontes: Fonte: Platt's Crude Oil Marketwire (1997-2006). EIA DOE GOV USA (2007 e proj. 2008)

Verifica-se que o cenário alterou-se significativamente sendo mais expressivo o aumento do valor do barril que aumentou seu valor médio em cinco vezes quando comparado 2008 com a abertura do segmento, já o volume de reservas apropriadas mais que duplicou o mesmo acontecendo com a produção anual.

Na pesquisa que dá suporte a este trabalho (Araújo, 2007), investigou-se a hipótese de que a abertura do setor permitiria reduzir a concentração do mercado pela entrada de novos atores. O foco da atenção voltou-se para os blocos continentais, que receberam os bônus mais significativos nas rodadas, ou seja, os localizados nas bacias do Espírito Santo, Campos e Santos. Estas três bacias caracterizam-se por blocos que exigem mais elevado grau de qualificação técnica e volume de investimento (águas profundas e ultra-profundas) e concentram mais de 90% de toda produção e reservas provadas do país ver: [www.unctadxi.org/sections/DITC/FinanceEnergy/ocs/ditc\\_commb\\_energy\\_0337.ppt](http://www.unctadxi.org/sections/DITC/FinanceEnergy/ocs/ditc_commb_energy_0337.ppt).

Tomou-se também o desempenho das empresas nestas três bacias comparando-os com os do estudo realizado por Iledare et al. (2004), que analisou o desempenho representado pelas aquisições de blocos por empresas na Bacia Continental Exterior do Golfo do México no período de 1983-1999 e no período entre 1999 e 2005, o período que vai até a sétima rodada no Brasil, os dados são do Mineral Management Service EUA em: <http://www.gomr.mms.gov/homepg/lseale/histstat.html>. Adotou-se esta referência em função de seu longo histórico iniciado em 1953, ver Rockwood (1983) e as semelhanças que guarda com as bacias adotadas como referência na faixa continental do sudeste brasileiro. A escolha dos modelos licitatórios de áreas para exploração e produção, no Golfo do México, que maximizam os retornos para sociedade através de concessões, vem sendo pesquisado desde 1980 e atualmente ainda provoca debates (ver Mead & Sorensen, 1980). Ao longo de seus 54 anos de existência

diversos ajustes foram feitos (Pulsipher et al, 2003), todavia a essência do Outer Continental Shelf Lands Act não foi alterada ver: <http://www.mms.gov/aboutmms/OCSLA/ocslahistory.htm>.

No Brasil, o processo de concessão de blocos exploratórios, embora recente, proporciona a possibilidade de realizar análise estatística dos resultados pertinentes, para avaliação da eficiência da abertura do mercado de E&P no Brasil, concordando com (Furtado, 2004). Um descritivo histórico dos ajustes nos regulamentos das rodadas pode ser visto em Guedes (2006) e as oposições ao modelo de concessão em Rezende e Rodrigues (2006).

#### 4.1. Razão de concentração e altos bônus como indicadores de atratividade e solidez do modelo

A Primeira Rodada de Licitações, em junho de 1999, marcou a história da exploração de petróleo e gás natural no Brasil, representando o início da flexibilização do monopólio da União sobre as atividades do segmento. A segunda e terceira rodadas mantiveram índices de concentração moderados, mas na quarta, quinta, sexta e sétima rodadas o padrão passou a altamente concentrado. Quando se compara o interesse pelas áreas ofertadas com os preços médios do petróleo “WTI”, praticados no mercado (ver Figura 2), percebe-se que nos anos de 2002 a 2004 enquanto houve relativo pouco interesse das empresas o preço do petróleo mostrou ligeira ascensão. Uma explicação para esta realidade pode ser verificada em Araújo (2005), que aponta fatores políticos e econômicos internos ao país que provocaram incerteza regulatória gerando o pico de concentração na quinta e sexta rodada cumulando o período de maiores ataques ao modelo via ação direta de inconstitucionalidade, propostas de leis estaduais propondo impostos adicionais, dentre outras.

Verifica-se, que embora o número de participantes na sétima rodada tenha sido inferior ao da segunda, o valor do bônus foi quase o dobro do ofertado nessa. Os resultados associados ao desempenho das empresas utilizando-se dados de participação nas rodadas valendo-se de uma ferramenta de análise de concentração de mercado proposta por Herfindahl (1950) e Hirschman (1964) o índice  $HH^1$ , são representados na Figura 3.

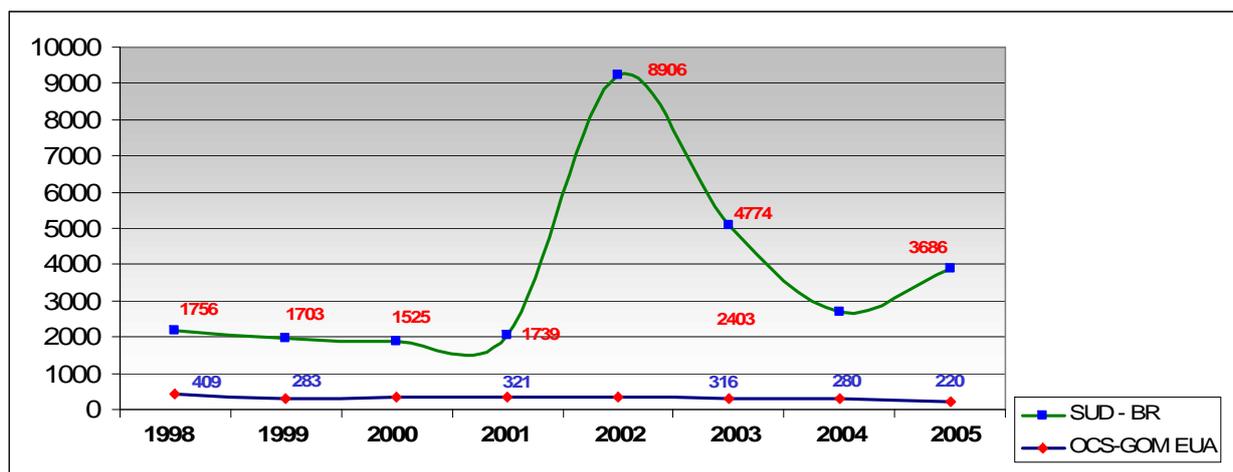


Figura 3. Índice de Herfindal Hirschman – HHI nas rodadas de licitação BR-Bacias do Sudeste e OCS-GOM-EUA

Dougher (1987) argumentou que um mercado é moderadamente concentrado se  $1000 \leq HHI \leq 1800$ , ou fortemente concentrado quando o  $HHI > 1800$ . As evidências mostram que nas bacias marítimas em estudo, nas quatro primeiras rodadas de licitação, prevaleceu um padrão concentrado de mercado.

A razão de Concentração é a medida que consiste em agregar as participações (S) das principais empresas que atuam em um determinado período e mercado. As razões de concentração (CRs), no período entre a primeira e a sétima rodada, apontam a Petrobras como a detentora da maior participação nas rodadas conforme Figura 4, a seguir.

<sup>1</sup> O índice de Hirschman-Herfindahl (HHI) é à medida que consiste na soma dos quadrados das razões de participação de cada uma das firmas que compõem uma indústria e pode ser calculado pela equação:  $HH = \sum_{i=1}^n S_i^2$

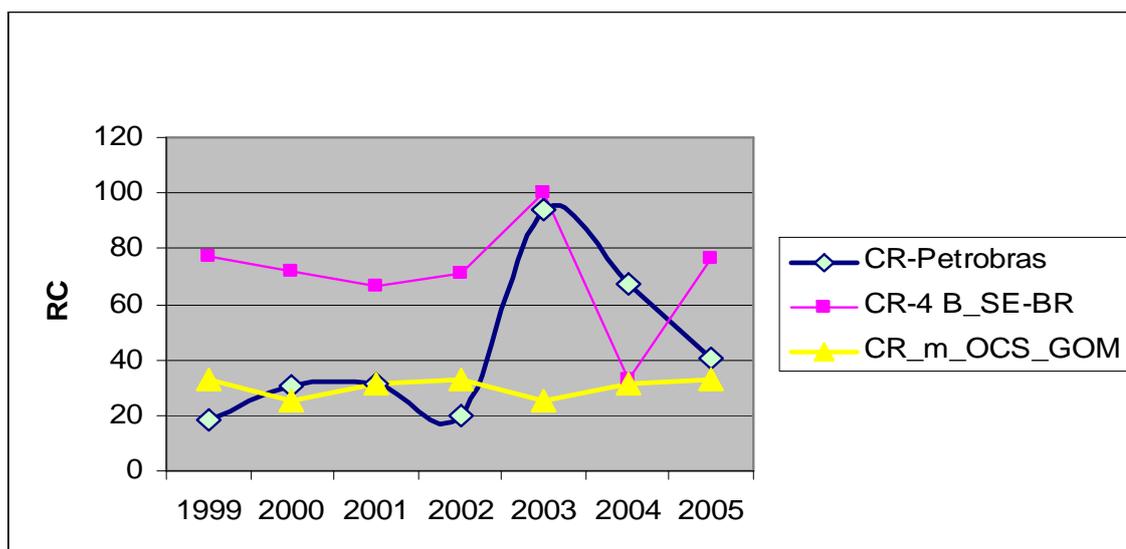


Figura 4. Evolução das razões de concentração médias - Petrobras, CR-4 SE-BR e OCS-GOM

A oitava rodada encontra-se suspensa por determinação judicial. A nona rodada apresentou as menores razões de concentração até o momento, além dos maiores bônus já pagos por blocos depois de implantado o regime de concessões, R\$ 344.090.063,00 e R\$ 237.241.063,00 pela OGX Petróleo e Gás Ltda, em setores da bacia de Santos e Campos respectivamente, ANP (2008).

O regime de concessão para contratação da atividade de exploração e produção de petróleo adotado no Brasil junto com a partilha de produção tem distribuição equilibrada no mundo. A partilha é mais comum nos países em desenvolvimento. Os contratos de Serviço predominam em países onde há forte oposição a investimentos internacionais no setor – dentre eles México e Irã. No México está ocorrendo um processo de proposta de reforma a sua lei de hidrocarbonetos contemplando a inserção de novas modalidades contratuais. O regime misto engloba dois ou mais dos regimes citados anteriormente. Não há consenso a respeito de qual é o mais vantajoso dos regimes no longo prazo, ver: [www.fgv.br/.../arquivos\\_home/palestras/Alvaro%20FGV%20-%20IBRE%2014%2004%2008%20-sem%20slide%2021.pdf](http://www.fgv.br/.../arquivos_home/palestras/Alvaro%20FGV%20-%20IBRE%2014%2004%2008%20-sem%20slide%2021.pdf) e OMOWUMI (2006), do ponto de vista da rentabilidade, sustentabilidade ou benefícios para os habitantes do país. Em defesa do regime de partilha alega-se a que o governo se instrumentaliza para fazer ajustes precisos na política setorial e exige deste, ações durante a fase de exploração, que lhe permite poder interferir no contrato, o que a concessão não permite. O modelo de concessões possui grande flexibilidade e responde bem as mudanças estruturais da indústria e as diferenças de áreas para exploração, o caso brasileiro é uma constatação.

Simultaneamente ao direito de explorar e produzir petróleo em solo brasileiro a atual regulamentação adotada no país proporcionou a efetiva entrada do setor em uma nova dimensão concorrencial, - são atualmente setenta e sete novos operadores. Nestes dez anos ocorreu também à ampliação significativa do volume de reservas (aproximadamente 112% em reservas prováveis), a produção cresceu em mais de 120% e multiplicaram-se os investimentos e oportunidades ao longo da cadeia produtiva, com investimentos previstos superiores a US\$ 100,00 bilhões para os próximos cinco anos em exploração e desenvolvimento.

## 5. Considerações Finais

No cerne da nova dinâmica setorial encontra-se o modelo de licitação, que evoluiu ao longo das nove rodadas e que embora tenha resistido às oscilações do mercado encontra-se mais uma vez sob questionamento, diante das novas variáveis como: as descobertas de campos gigantes na camada pré-sal, a defesa aberta do modelo de partilha de produção ou contratos de serviços, por importantes representantes de setores da economia e do mundo produtivo, a elevação recorde dos preços do petróleo nos mercados internacionais. E ainda os movimentos no sentido de maior controle estatal das reservas, produção, e manifesto desejo de ampliação do *Governmente Take* em vários países que estão renegociando contratos para aumentar sua participação na renda petrolífera.

A especulação a respeito das regras que norteiam os regimes de exploração de petróleo na camada pré-sal representa risco tanto político quanto econômico para o modelo atual.. O cerne da questão é como sob à ótica política será encaminhada a manutenção ou mudança do atual modelo no que concerne a exploração das reservas em campos como Tupi e Carioca.

Ao longo dos últimos dez anos o modelo de concessão foi testado em condições favoráveis e desfavoráveis e mostrou-se robusto quando comparado ao modelo americano, embora não tenha, em suas bacias mais atrativas, alcançado índices de concentração semelhantes ao da OCS-GOM. As mudanças, se vierem a acontecer, devem ser subsidiadas por estudos consistentes, debatidos com especialistas e com a sociedade sinalizando com clareza quais serão os verdadeiros ganhos para esta. Todos os modelos devem ser considerados, bem como a combinação dos mesmos. Possibilidades baseadas na teoria dos jogos também poderiam ser exploradas (LAFFONT, 1999).

Em síntese, a indústria nacional do petróleo e gás passa por uma fase de aprendizagem e de novos e grandes desafios, sem precedentes na sua história. Qualquer que seja o regime adotado para o E&P no Brasil para os próximos anos, o mesmo promoverá mudanças, gerando riscos políticos, econômicos, sociais e tecnológicos, que exigirá de todos que fazem à indústria: maturidade, alto grau de profissionalismo e compromisso com o destino Energético e os interesses do País.

## 8. Referências

- ARAÚJO, R.S.B. Uma análise dos determinantes e valores dos altos bônus ofertados por blocos exploratórios de petróleo e gás na bacia continental brasileira. Rio Oil and Gas conference, 2006.
- DOUGHER, R. Market shares and individual company data for the US energy markets 1950-1986. Discussion Paper 3014R, American Petroleum Institute, Washington, DC., 1987.
- FURTADO, R. Modelo de Valoração de Áreas Exploratórias com Base nas Licitações Brasileiras. Tese de doutorado apresentado a Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. São Paulo, 199 p, 2004.
- GUEDES MICHELLE N. Evolução dos contratos de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural celebrados pela ANP. IBP1095\_06, Anais da Rio Oil and Gás Conference, 2006.
- HERFINDAHL, O.C. Concentration in the Steel Industry. Columbia University, dissertação de Ph.D não publicada, 1950.
- HIRSCHMAN, A.O. The Paternity of an Index 1964. American Economic Review Vol. 54, pp 761-762, 1964.
- ILEDARE, O.O., PULSIPHER, A.G, OLATUBI, W.O. & MESYANZHINOV, D.V. An empirical analysis of the determinants and value high bonus bids for petroleum leases in the U.S. Outer Continental Shelf (OCS). Energy Economics, 26, 239-259, 2004.
- KUPFER, D. & HASENCLEVER, L. Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil. Rio de Janeiro, Campus, 2002.
- LAFFONT, JEAN-JACQUES. Game theory and empirical economics: The case of auctions data. European Economic Review 41, 1-35, 1997.
- MEAD, W.J. & SORENSEN, P.E. Competition and Performance in OCS Oil and Gas Lease and Lease Development, 1954–1969. US Geological Survey, Reston, Virginia, 1980.
- OMOWUMI O. ILEDARE, ALLAN G. PULSIPHER. Joint bidding restriction policy for selective E&P firms in the US Gulf of Mexico OCS: How persuasive is its effectiveness? , Energy Policy 35 (2007) 3126–3133, 2006
- RAFAEL REZENDE, SILVIO RODRIGUES. A oposição ao modelo de concessão no Brasil – compreendendo seus motivos, IBP1604\_06, Anais da Rio Oil and Gás Conference, 2006.
- ROCKWOOD, A. The impact of joint ventures on the market for OCS oil and gas leases. J. Ind. Econ. 31 (4), 453–468, 1983
- SPULBER DANIEL F. Regulation and Markets, MIT Press, 1989.
- STIGLER GEORGE J. The Theory of Economic Regulation. The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 2, No. 1, 3-21. Spring, 1971.
- YERGIN, Daniel O Petróleo – Uma História de Ganância Dinheiro e Poder. Editora Scritta. São Paulo, 1997.